

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис» (далее – СИКНС), принадлежащая ОАО «Оренбургнефть», предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы (массового расхода), параметров нефти сырой (далее – нефть) и вычисления массы нетто нефти при учетных операциях между ОАО «Оренбургнефть» и ООО «Терминал-Сервис».

### Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы (массового расхода) нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых СМФ400 в комплекте с измерительным преобразователем 2700 (Госреестр №45115-10) (далее – СРМ).

Принцип действия СИКНС заключается в непрерывном измерении и преобразовании при помощи комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (Госреестр №19240-11) (далее – ИМЦ-03) входных сигналов, поступающих от СРМ, термометров сопротивления серии W модификации W-M-303 (Госреестр №41563-09) совместно с преобразователями измерительными серии УТА модели УТА110 (Госреестр №25470-03), преобразователей давления измерительных 3051S2TG4A (Госреестр №24116-08), преобразователей давления измерительных EJX 630A (Госреестр №28456-09), преобразователей давления измерительных EJX 110A (Госреестр №28456-09), термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом Метран-274 (Госреестр №21968-11), преобразователей плотности жидкости измерительных 7835 (Госреестр №15644-06), влагомеров нефти поточных модели УДВН-1пм1 (Госреестр №14557-10) и счетчика турбинного НОРД-М-40-4,0 (Госреестр №5638-02).

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

В состав СИКНС входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ);
- блок фильтров (Д<sub>у</sub> 200);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ) (Д<sub>у</sub> 150);
- узел регулирования давления;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ).

БИЛ включает в себя три измерительные линии (далее – ИЛ): одна рабочая ИЛ (Д<sub>у</sub> 150), одна резервная ИЛ (Д<sub>у</sub> 150) и одна контрольная ИЛ (Д<sub>у</sub> 150).

СОИ размещена в блоке аппаратурном (далее – БА).

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение в автоматическом режиме массы (массового расхода) нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти;

- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;
- измерение в автоматическом режиме плотности и влагосодержания нефти;
- контроль перепада давления на фильтрах;
- возможность поверки рабочего, резервного и контрольного СРМ при помощи ППУ;
- контроль метрологических характеристик рабочего и резервного СРМ по контрольному СРМ;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа;
- передача данных на верхний уровень.

**Программное обеспечение** (далее – ПО) СИКНС (ИМЦ-03, АРМ оператора «ФОРВАРД») обеспечивает реализацию функций СИКНС. ПО СИКНС разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений и вычислений СИКНС, а также защиту и идентификацию ПО СИКНС. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями СИКНС).

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО СИКНС приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО ИМЦ-03	Oil_mm.exe	352.02.01	14C5D41A	CRC32
ПО АРМ оператора «ФОРВАРД»	ArmA.dll	4.0.0.1	8B71AF71	CRC32
	ArmMX.dll	4.0.0.1	30747EDB	CRC32
	ArmF.dll	4.0.0.1	F8F29210	CRC32

Идентификация ПО СИКНС осуществляется путем отображения на дисплее ИМЦ-03 и на мониторе автоматизированного рабочего места оператора структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СИКНС, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО СИКНС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКНС для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКНС обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО СИКНС имеет уровень защиты С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 65 до 350
Диапазон измерений избыточного давления нефти, МПа	от 0,2 до 4,0
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от минус 5 до 30
Физико-химические свойства нефти: – плотность обезвоженной нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> – вязкость кинематическая при 20 °С, мм/с <sup>2</sup> – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> – массовая доля серы, % – массовая доля парафина, %, не более – объемная доля свободного газа, %	от 760 до 840 от 1,0 до 10 от 0,1 до 5 0,05 от 100 до 1000 от 1,0 до 1,8 6,0 отсутствует
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы (массового расхода) нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти при содержании объемной доли воды в нефти от 0,1 % до 5 %, %	±0,35
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – в блок-боксе БИЛ и БИК – в БА – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от 5 до 35 от 5 до 35 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Параметры электропитания: – напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ – частота, Гц	380(+10%, -15%) 220(+10%, -15%) 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	5000
Габаритные размеры, мм – блок-бокс БИЛ и БИК – блок-бокс БА	12360×3100×3940 6360×3190×2990
Масса, кг, не более – блок-бокс БИЛ и БИК – блок-бокс БИК	18000 6000
Средний срок службы, лет, не менее	10

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Таблица 3

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис», заводской номер 2219. В комплект поставки входят: БИЛ, БА с системами отопления, освещения, вентиляции, сигнализации; технологические трубопроводы с запорной арматурой в БИЛ; блок фильтров на раме, с запорной арматурой и технологическими трубопроводами; первичные измерительные преобразователи, комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, операторская станция управления, кабельные линии связи, сетевое оборудование, монтажные комплектующие, шкафы, пульта, комплекс программных средств	1 экз.
2012.52.00.00.000 ПС. Система измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис». Паспорт	1 экз.
2012.52.00.00.000 РЭ. Система измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис». Руководство по эксплуатации	1 экз.
МП 90-30151-2014. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис». Методика поверки	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 90-30151-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 23 апреля 2014 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных и промежуточных измерительных преобразователей;
- калибратор многофункциональный МС5-R:
  - диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения  $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1 \text{ мкА})$ ;
  - диапазон воспроизведения импульсных сигналов от 0 до 9999999 имп.;
  - диапазон воспроизведения сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения  $\pm 0,01 \text{ \% показания}$ .

### Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти сырой на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис», регистрационный код ФР.1.29.2013.14595 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой №2056 на площадке нефтеналивного терминала ООО «Терминал-Сервис»**

1. ГОСТ Р 8.596 - 2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

2. ГОСТ Р 8.615 - 2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

– выполнение государственных учетных операций.

**Изготовитель**

ОАО «ГМС Нефтемаш»

625003, г. Тюмень, ул. Военная, д. 44

тел.+7(3452)43-01-03, 42-06-22; факс +7(3452)43-22-39

e-mail: [girs@neftemashtmn.ru](mailto:girs@neftemashtmn.ru)

<http://www.neftemashtmn.ru>

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»

420107, г. Казань, ул. Петербургская 50, корп. 5

тел. (843)214-20-98, факс (843)227-40-10

e-mail: [office@ooostp.ru](mailto:office@ooostp.ru)

<http://www.ooostp.ru>

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 01.10.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_ Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2014 г.